

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГООБЛОКА К-800-240-5 ПУТЕМ НАГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ ГОРЯЧИМ ВОЗДУХОМ ЛИНИИ РЕЦИРКУЛЯЦИИ	
УДК 621.165.003:621.311.22(571.51)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	ТОМАШЕВСКИЙ Сергей Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	Н.Н. Галашов	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н.Г. Кузьмина	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М.Э. Гусельников	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры АТЭС	В.Н. Мартышев	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код резу- ль- тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать

	опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами, использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
<i>Специальные профессиональные</i>	
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки **13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б11	Томашевскому Сергею Олеговичу

Тема работы:

**Модернизация тепловой схемы энергоблока К-800-240-5 путем нагрева сетевой воды
горячим воздухом линии рециркуляции**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10 июня 2016 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Целью работы является проведение анализа возможности использования на энергоблоке Березовской ГРЭС теплоты горячего воздуха линии рециркуляции для подогрева сетевой воды с целью повышения экономичности станции. Исходные данные – материалы Березовской ГРЭС.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Краткая характеристика станции. 2. Техническая характеристика энергоблока и возможные пути повышения его экономичности. 3. Анализ схемы энергоблока с нагревом сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции. 4. Расчет схемы и показателей блока с нагревом сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции. 5. Анализ капитальных вложений и изменения эксплуатационных затрат при модернизации схемы энергоблока. 6. Анализ влияния на надежность энергоблока предлагаемой модернизации. 7. Социальная ответственность при проведении работ модернизации. 8. Заключение
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Схемы установок, характеристики и показатели работы

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Кузьмина Н.Г., старший преподаватель кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Гусельников М.Э., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11 января 2016 года
---	----------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Галашов Н.Н.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	Томашевский С.О.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 с., 13 рис., 4 табл., 17 источников, 2 прил.

Ключевые слова: Березовская ГРЭС, паротурбинная установка, модернизация, анализ, энергоблок, коэффициент полезного действия.

Объектом исследования является (ются) Березовская ГРЭС.

Цель работы – Провести анализ модернизации тепловой схемы энергоблока.

В процессе исследования проводились – Исследование существующего оборудования Березовской ГРЭС, анализ по модернизации Березовской ГРЭС, анализ экономического эффекта от модернизации Березовской ГРЭС, определение вредных и опасных факторов производства.

В результате исследования – Определена возможность модернизации энергоблока Березовской ГРЭС.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: В проекте предусматривается модернизация тепловой схемы энергоблока, путем добавления в нее дополнительных теплообменников, в результате модернизации предполагается достичь увеличение электрической мощности энергоблока на 1%, при номинальном режиме работы.

Степень внедрения: Возможно внедрение нового оборудования.

Область применения: Теплоэнергетическая область, Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс.

Экономическая эффективность/значимость работы: В результате экономического расчета был определен чистый, годовой доход денежных средств от проекта модернизации, при повышенной электрической мощности.

В будущем планируется: взять за основу данный проект по модернизации и применить его на практике.

Оглавление

Введение.....	9
1 Краткая характеристика станции.....	10
2 Техническая характеристика энергоблока и возможные пути повышения его экономичности.....	12
3 Анализ схемы энергоблока с нагревом сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции.....	14
4 Расчет принципиальной тепловой схемы на номинальный режим	18
4.1 Процесс расширения пара в h-s диаграмме.....	18
4.2. Процесс расширения пара в турбоприводе питательного насоса.....	23
4.3. Удельная работа отборов	25
4.4. Коэффициент недовыработки мощности	25
4.5. Расчёт турбопривода питательного насоса	26
4.6. Расчет регенеративных подогревателей высокого давления	27
4.7. Расчет деаэратора.....	31
4.8. Расчет регенеративных подогревателей низкого давления.....	32
4.9 Проверка материального баланса рабочего тела в схеме	38
4.10. Определение электрической мощности и расхода пара на турбину	39
4.11 Расчёт показателей тепловой экономичности	40
5 Расчет схемы и показателей блока с нагревом сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции	42
5.1 Расчет модернизированной схемы регенеративных подогревателей низкого давления.....	43
5.2 Проверка материального баланса рабочего тела в схеме	47
5.3 Определение электрической мощности и расчёт показателей тепловой экономичности	48
5.4 Анализ показателей энергоблока при нагрузке 800 МВт	49
6 Подбор оборудования необходимого для модернизации	52
6.1 Выбор теплообменного оборудования	52
6.2 Расчёт и определение основных типоразмеров теплообменников.....	53
6.3. Выбор вспомогательного оборудования	57
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59
7.1 Перечень работ и оценка времени их выполнения.....	59

7.2 Расчет сметы затрат на разработку проекта.....	60
7.3 Оценка капиталовложений в модернизацию тепловой схемы энергоблока	62
7.4 Эксплуатационные расходы	63
7.5 Оценка экономической эффективности	63
8 Социальная ответственность	67
8.1 Производственная безопасность	67
8.2 Экологическая безопасность.....	72
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
Заключение	80
Список используемых источников.....	82
Приложение А.	84
Приложение Б.	85
ФЮРА. 311000. 01. Тепловая схема тракта основного конденсата	
ФЮРА. 311000. 02. Показатели работы энергоблока	

Введение.

Неуклонное повышение технического уровня ТЭС на базе применения энергетического оборудования с высокими технико-экономическими показателями, комплексной автоматизацией технологических процессов, совершенствование проектных решений, направленных на снижение стоимости и сокращение сроков строительства – один из факторов дальнейшего роста эффективности отечественной теплоэнергетики. Эта важная задача остается актуальной и в перспективе, поскольку ТЭС, составляющим в настоящее время основу энергетики страны, еще длительное время будет принадлежать ведущая роль в производстве электроэнергии, несмотря на интенсивное сооружение атомных электростанций.

Рост единичных мощностей энергоблоков с максимально возможным укрупнением всего вспомогательного оборудования приводит, с одной стороны, к существенному увеличению суммарного теплосъема в системе регенерации, а с другой – к не менее значительному росту тепловых нагрузок, приходящихся на каждый укрупненный подогреватель. Однако большинство подогревателей, прежде всего особо крупные и высоконагруженные, имеют ряд пониженных показателей конструктивного, технологического и экономического характера. Для повышения их технического уровня необходима реализация конструктивных решений, обеспечивающих интенсификацию теплообмена и на этой основе улучшения показателей металлоемкости и компактности.

В данной работе рассматривается вариант подвода дополнительного тепла, по мимо отборов турбоустановки, в систему регенерации низкого давления, что приведёт к увеличению единичной мощности энергоблока при работе на номинальных параметрах на нагрузке 800 МВт, либо работа энергоблока на нагрузке 800 МВт, но с пониженным расходом топлива на парогенератор и пара на турбину, за счет увеличения КПД турбоустановки и энергоблока в целом, по производству электроэнергии.

1 Краткая характеристика станции

Филиал Березовская ГРЭС ОАО «Э.ОН Россия» это динамично развивающееся предприятие, расположенное на территории Красноярского края в 10 км к северо-западу от г. Шарыпово и 250 км юго-западнее г. Красноярска, по соседству с Березовским угольным разрезом.

Основным топливом для котлов станции является бурый уголь марки Б2 Березовского месторождения Канско-Ачинского бассейна, поступающий с открытого разреза «Березовский» по двум открытым магистральным конвейерам протяженностью 15 км, аналогов которым нет в России.

Конвейерная подача угля позволяет всего за два часа доставить с разреза топливо. Это решает проблему надежного, бесперебойного и оперативного топливообеспечения станции.

Уникальный, не имеющий аналогов котлоагрегат П-67 с Т-образной компоновкой и подвесной системой поверхностей нагрева для Березовской ГРЭС был спроектирован Подольским заводом ЗиО.

Система циркуляционного водоснабжения оборотная с прудом-охладителем. Источником водоснабжения служат реки Береш, Кадат и Базыр (бассейны рек Чулым и Обь).

Установленная мощность Березовской ГРЭС 2400 МВт, 3 энергоблока мощностью 800 МВт каждый.

Первый энергоблок находится в эксплуатации с 1987, второй с 1991, третий с 2015 года.

Станция выдает электроэнергию в ОЭС Сибири. Электроэнергия поступает по ЛЭП-500кВ на шины узловой подстанции ультравысокого напряжения 1150/500/220кВ «Итатская», расположенной в 13 км от Березовской ГРЭС.

Режим ее работы - базовый, с числом часов использования установленной мощности 7000 в год, общий размер занимаемой территории 5592 га, площадь

застройки 98,5 га, площадь промплощадки 59,92, площадь угольного склада 25,79 га, площадь водохранилища 3224,46 га, площадь золоотвала 488,82 га.

Березовская ГРЭС - крупный источник теплоснабжения промрайона производительность свыше 500 Гкал/час нагретой воды.

Дымовая труба Березовской ГРЭС 370 м – самая высокая труба в России.

На сегодняшний день Березовская ГРЭС уникальная станция не только потому, что является одной из экономичной станции, но и по тому, что имеет самый высокий уровень автоматизации.

АСУТП состоит из подсистем, разработанных на базе программно-технического комплекса фирмы Siemens. На данный момент это одна из самых современных АСУТП.

2 Техническая характеристика энергоблока и возможные пути повышения его экономичности

На Березовской ГРЭС установлено три моноблока мощностью 800 МВт, в состав каждого из которых входят:

Котельный агрегат П-67 – подвесной, однокорпусный, в газоплотном исполнении с уравновешенной тягой, Т-образной компоновки Подольского машиностроительного завода имени Орджоникидзе (ЗиО) производительностью 2650 тонн пара в час на сверхкритические параметры.

Котел подвешивается к специальным хребтовым балкам, опирающимся на каркас котельной. Температура сжигания топлива низкая (1250 °С). Система пылеприготовления с прямым вдуванием в топку. В качестве размольных устройств использованы 8 мельниц-вентиляторов типа МВ 3300/800/490 производительностью по 70 т/час с газовой сушкой. Применяется система твердого шлакоудаления. Для поддержания бесшлаковочного режима работы топки предусматривается рециркуляция газов в район горелок в верхнюю часть топки. С каждым котлоагрегатом установлены: два дутьевых вентилятора типа ВДН-36Х2, два дымососа рециркуляции типа ДРГ-29Х2, два основных дымососа типа ДОД-43-500, двухъярусные электрофилтры новой конструкции типа ЭДГ-2152-9-6-5-200-5 с общей высотой электродов – 18 м. КПД – 99÷99,5% при температуре уходящих газов – 140 °С.

Турбоустановка К-800-240-5 ЛМЗ включает пятицилиндровую турбину с одним ЦВД, одним ЦСД и тремя ЦНД и имеет 8 нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды и основного конденсата. Параметры пара при номинальной мощности турбины – 800 МВт составляют: перед ЦВД – давление 23,54 МПа и температура 540 °С.

Регенеративная установка имеет четыре ступени ПНД, деаэратор и две группы ПВД [1].

ПНД № 1 и № 2 (ПНСВ-2000) выполнены смешивающего типа по схеме с перекачивающими насосами – конденсатными насосами второго (КСВ-1000-95) и третьего (КСВ-1500-140) подъемов.

ПНД № 3 и № 4 (ПН-1900-32-7 НЖ) – поверхностного типа, камерные, вертикальной конструкции со встроенными охладителями пара и конденсата.

ПВД № 6, 7, 8 (ПВ-1600-380-77, ПВ-2000-380-40, ПВ-1600-380-66) коллекторного типа, вертикальной конструкции, имеют встроенные охладители пара и конденсата. Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный.

Отвод питательной воды из деаэратора (ДП-2800) и подача ее через ПВД в котел осуществляется двумя параллельно работающими насосными группами, каждая из которых включает бустерный (ПД-1600-180) и питательный насос (ПН-1500-350-4).

Привод насосов осуществляется конденсационной турбиной типа ОК-18-ПУ-800 (К-17-15).

Подача охлаждающей воды в конденсаторы турбины осуществляется двумя циркуляционными насосами типа ОВ2-185-2.

Генератор типа ТВВ-800-2УЕЗ номинальной мощностью 800 МВт ПО «Электросила».

Принципиальная схема энергоблока предоставлена в приложении А.

Ниже рассмотрим вариант повышения электрической мощности энергоблока, при параметрах равных номинальному режиму работы, путем использования тепла сетевой воды, нагретой в водовоздушном теплообменнике (ВВТО) котла горячим воздухом линии рециркуляции воздушного тракта, в конденсатном тракте турбоустановки.

3 Анализ схемы энергоблока с нагревом сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции

Проанализируем возможность установки дополнительного оборудования, и возможность использования тепла сетевой воды, нагретой в ВВТО котла, в регенеративные установки низкого давления энергоблока.

Водоподогревательная установка энергоблока состоит из трех частей [3]:

Первая - блочная бойлерная, состоящая из двух основных подогревателей типа ПСВ-500-3-23, включенных по сетевой воде параллельно, и одного пикового подогревателя типа ПСВ-500-14-23, включенного по сетевой воде последовательно с основными. Установленная тепловая мощность блочной бойлерной установки 140 Гкал/час при расходе сетевой воды 1750 т/час.

Вторая - пиковый стационарный бойлер типа ПСВ-315-14-23 включенный по сетевой воде параллельно блочной бойлерной. Установленная тепловая мощность пикового стационарного бойлера составляет 50 Гкал/час при расходе сетевой воды 625 т/час.

Третья - состоит из двух воздуховодяных теплообменников (ВВТО) установки системы избыточного воздуха (СИА) котла П-67, включенных по сетевой воде параллельно сетевым подогревателям. Установленная тепловая мощность каждого ВВТО составляет 28,5 Гкал/час при расходе сетевой воды 470 т/час. Схема подключения ВВТО к трубопроводам схемы теплофикации блока позволяет использовать их в качестве теплопотребляющего оборудования при работе в калориферном режиме для подогрева воздуха при растопке котла или обогреве цеха.

Для снижения температуры уходящих из котла газов с 160 – 170 °С до 140 °С, необходимых по условиям обеспечения достаточно высокого КПД эл/фильтров, на котле предусмотрена установка системы избыточного воздуха со своими вентиляторами и воздушноводяными теплообменниками (ВВТО), позволяющими отдавать тепло газов в теплофикационную сеть блока (станции), путем использования тепла избыточного воздуха с целью нагрева сетевой воды.

В задачу этой же системы входит и поддержание постоянной температуры воздуха (40°C) на входе в ТВП.

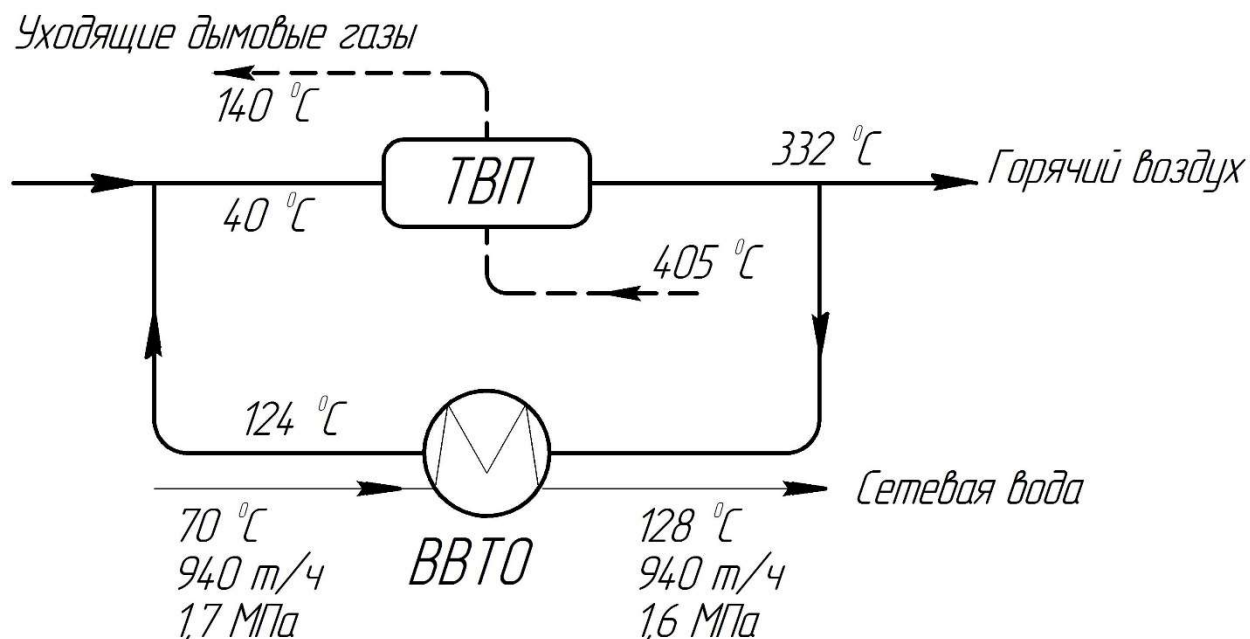


Рисунок 1 – Схема включения ВВТО в воздушный тракт котла.

Воздуховодяной теплообменник системы избыточного воздуха котла П-67 представляет собой теплообменник, в котором передача тепла происходит через поверхность труб 42×4 ст.20, выполненных в виде оребренных змеевиков. Змеевики собраны в четыре пакета по 18 змеевиков в каждом с размерами 942×9000 мм по осям труб в плане и 1955 мм по высоте.

Оребренные трубы змеевиков расположены в шахматном порядке и подсоединяются к входному и выходному коллекторам сетевой воды. Подвод сетевой воды выполнен в нижний коллектор, а горячий воздух поступает из верхней части пакетов, т.е. взаимное движение сетевой воды и воздуха является противоточным.

Для равномерного распределения воздуха по пакетам змеевиков на подводящем воздуховоде в районе поворота, установлены воздухоотражательные листы, а в самом ВВТО пакеты змеевиков разделены вертикальными перегородками $S=106$ мм, выполненными из швеллеров и листового металла.

Тепловые и конструктивные характеристики ВВТО [2].

- тепловосприятие ВВТО – 57 Гкал/час
- температура воды на входе – 70 °С
- температура воды на выходе – 128 °С
- поверхность нагрева – 12000 м²
- фактическая поверхность нагрева – 11504 м²
- материал поверхности нагрева – трубы 42х4 ст.20
- диаметр оребрения – 73 мм
- расположение труб – шахматное
- продольный шаг труб – S1= 86 мм
- поперечный шаг труб – S2= 85 мм
- тип тока – противоток
- расход воды на два ВВТО – 940 т/час

Возможны следующие режимы работы ВВТО [2]:

- основной (зимний) режим – отпуск тепла на теплоснабжение;
- калориферный режим – тепло сетевой воды от пуско-отопительной котельной, или работающего блока через ВВТО передается воздуху рециркуляции поступающему в ТВП. Данный режим используется при растопке котла.
- летний режим – тепло полученное сетевой водой в ВВТО используется для обеспечения горячего водоснабжения.

ВВТО котла вводится в работу одновременно с пуском блока, сначала в калориферном, а затем в основном режиме.

ВВТО отключается при останове блока.

Рассмотрим комбинированный режим, при котором тепло полученное сетевой водой в ВВТО использовалось бы в системе регенерации низкого давления (частичное замещение регенерации низкого давления).

Рассматриваемый режим работы ВВТО будет эффективным в:

- *летний режим работы*, когда всё тепло полученное сетевой водой использовать в системе регенерации низкого давления, а после тепло использовать для обеспечения горячего водоснабжения.
- *основной режим работы*, когда при покрытии заданной тепловой нагрузки станции, другими водонагревательными установками (ВВТО другого блока), всё тепло полученное сетевой водой использовать в системе регенерации низкого давления.

Для реализации данного режима необходимо схему отбора тепла от ВВТО дополнить конденсатный тракт следующими элементами, теплообменниками с советующей запорной, регулирующей арматурой и расходомерными устройствами.

В зимнем режиме при соответствующем открытом и закрытом положении запорной арматуры комбинированной схемы отбора тепла от ВВТО, сетевая вода после ВВТО уходит к потребителю для теплоснабжения или последовательно проходит через теплообменники, в которых нагревает основной конденсат.

В летнем режиме при другом положении запорной арматуры, сетевая вода после ВВТО последовательно проходит через теплообменники, в которых нагревает основной конденсат, а после уходит к потребителю для горячего водоснабжения.

Отбор части основного конденсата в теплообменник – 1 помимо ПНД – 2 производится с напора КН - 2ст., а в теплообменник – 2 помимо ПНД – 3 с напора КН – 3ст. Отобранный конденсат после теплообменника – 1 поступает в ПНД – 2, а после теплообменника – 2 в линию основного конденсата за ПНД – 3.

С помощью соответствующей регулирующей арматуры комбинированной схемы отбора тепла от ВВТО выполняется регулирование расхода сетевой воды через теплообменники и расходов основного конденсата через них же.

6 Подбор оборудования необходимого для модернизации

6.1 Выбор теплообменного оборудования

В качестве проектируемых теплообменников рассмотрим пластинчатые теплообменники. Теплообменники предназначены для передачи тепла между двумя разделенными между собой средами.

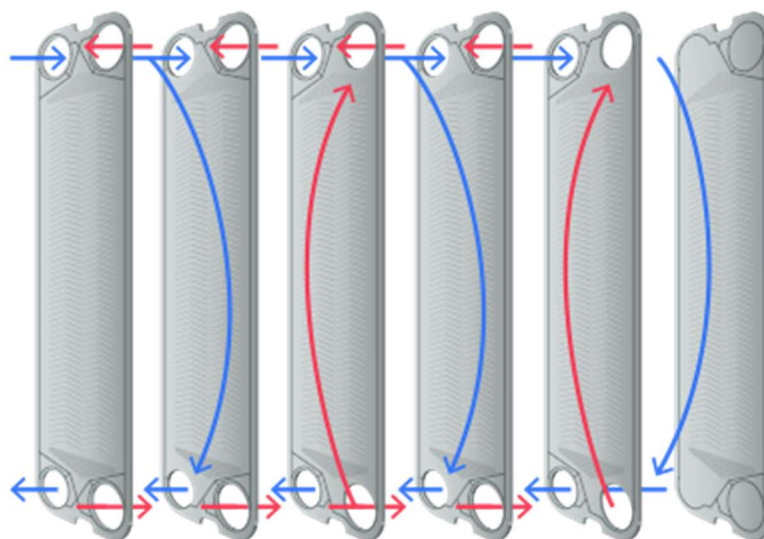


Рисунок 8 – Принципиальная схема передачи тепла в ПТО.

Передача тепла в пластинчатых теплообменниках осуществляется от горячего теплоносителя к холодной (нагреваемой) среде через стальные гофрированные пластины, которые установлены в раму и стянуты в пакет. Жидкости в пластинчатом теплообменнике движутся навстречу друг другу (в противотоке). В местах их возможного перетекания находится либо стальная пластина, либо двойное резиновое уплотнение, что исключает смешение жидкостей внутри теплообменника.

Все пластины в пакете пластинчатого теплообменника одинаковы, только развернуты одна за другой на 180° , поэтому при стягивании пакета пластин образуются каналы, по которым и протекают жидкости, участвующие в теплообмене. Такая установка пластин обеспечивает чередование горячих и холодных каналов. Вид гофрирования пластин и их количество, устанавливаемое в раму, зависят от эксплуатационных требований к пластинчатому теплообменнику.

Преимущества паяных пластинчатых теплообменников:

- высокая надежность, обусловленная конструктивными особенностями и передовыми технологиями изготовления;
- высокая эффективность;
- широкий диапазон рабочих температур;
- высокое рабочее давление;
- высокая коррозионная стойкость;
- компактность и малый вес;
- малый внутренний объем;
- широкий диапазон мощностей и габаритных размеров;
- наличие различных вариантов подключений и схем потоков, в том числе двусторонних;
- простота монтажа и обслуживания;
- невысокая стоимость.

В разборных пластинчатых теплообменниках расход воды требуемый для охлаждения или нагрева среды меньше, так как коэффициент теплопередачи у пластинчатых теплообменников гораздо больше чем у обычных кожухотрубных теплообменников, этим достигается экономическая выгода применения.

Разборные пластинчатые теплообменники легче обслуживаются по сравнению с кожухотрубным теплообменником и требует меньше для сезонного обслуживания теплообменного оборудования.

Разборные пластинчатые теплообменники имеют преимущество по сравнению с кожухотрубными теплообменниками, при подборе разборного пластинчатого теплообменника можно более точно подобрать теплообменник на требующуюся мощность теплообменника и температурные графики, выбрать потери напора, так как в кожухотрубном теплообменнике невозможно произвести такой подбор аппарата.

6.2 Расчёт и определение основных типоразмеров теплообменников

6.2.1 Тепловая мощность пластинчатых теплообменников:

$$Q_1 = G_{CB} \cdot (h_{CB1}^{BX} - h_{CB1}^{BYX}) \cdot \eta_{\Pi}, \quad (99)$$

$$Q_2 = G_{CB} \cdot (h_{CB2}^{BX} - h_{CB2}^{BYX}) \cdot \eta_{\Pi}, \quad (100)$$

где η_{Π} – КПД пластинчатых теплообменников, $\eta_{\Pi} = 0,98$.

$$Q_1 = G_{CB} \cdot (h_{CB1}^{BX} - h_{CB1}^{BYX}) \cdot \eta_{\Pi} = 261,11 \cdot (538,77 - 439,33) \cdot 0,98 = 25,44 \text{ МВт},$$

$$Q_2 = G_{CB} \cdot (h_{CB2}^{BX} - h_{CB2}^{BYX}) \cdot \eta_{\Pi} = 261,11 \cdot (439,33 - 294,22) \cdot 0,98 = 37,13 \text{ МВт}.$$

Так как расчет пластинчатых теплообменников зависит от множества факторов, таких как, материала и типа пластин, уплотнений, толщины пластин скорости движения среды и др., что усложняет расчет ПТО воспользуемся программой [9] для расчета пластинчатых теплообменников фирмы ЗАО «Ридан», теплообменники этой же фирмы рассмотрим к установке.

6.2.2 Тепловой расчет ПТО:

Расчет производится по ранее найденным параметрам сред, из расчета модернизированной тепловой схемы и рассчитанной тепловой мощности ПТО.

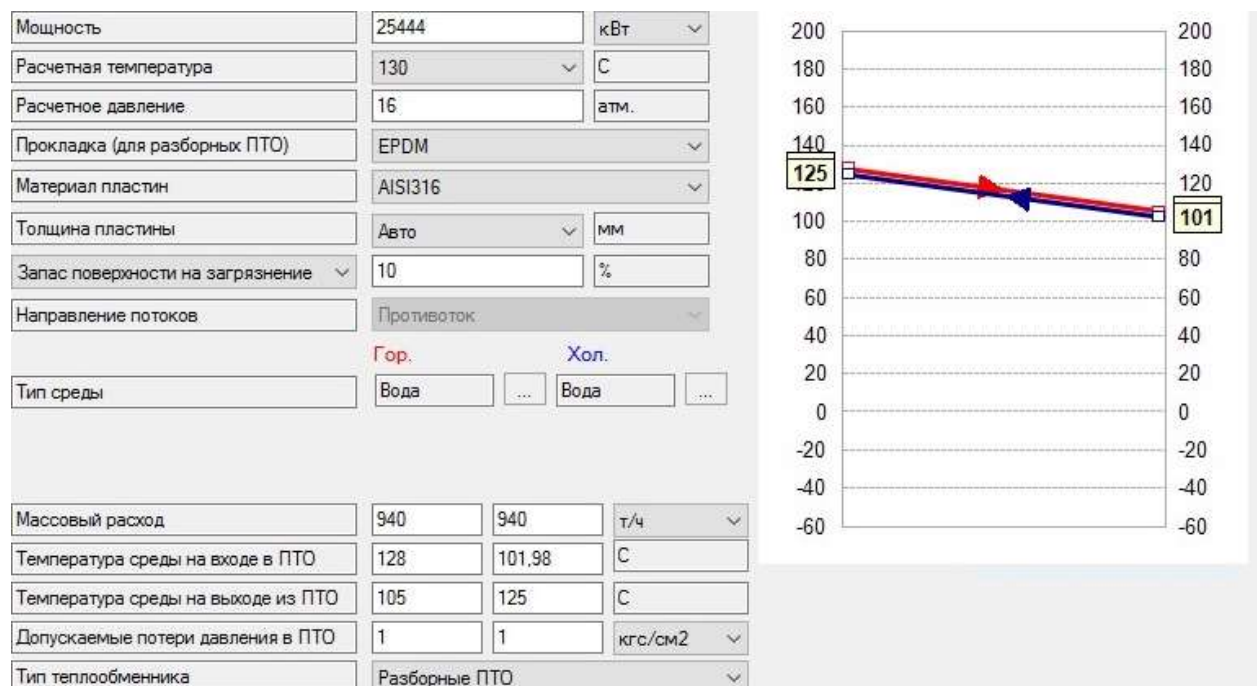


Рисунок 9 – Исходные данные для расчета первого теплообменника.

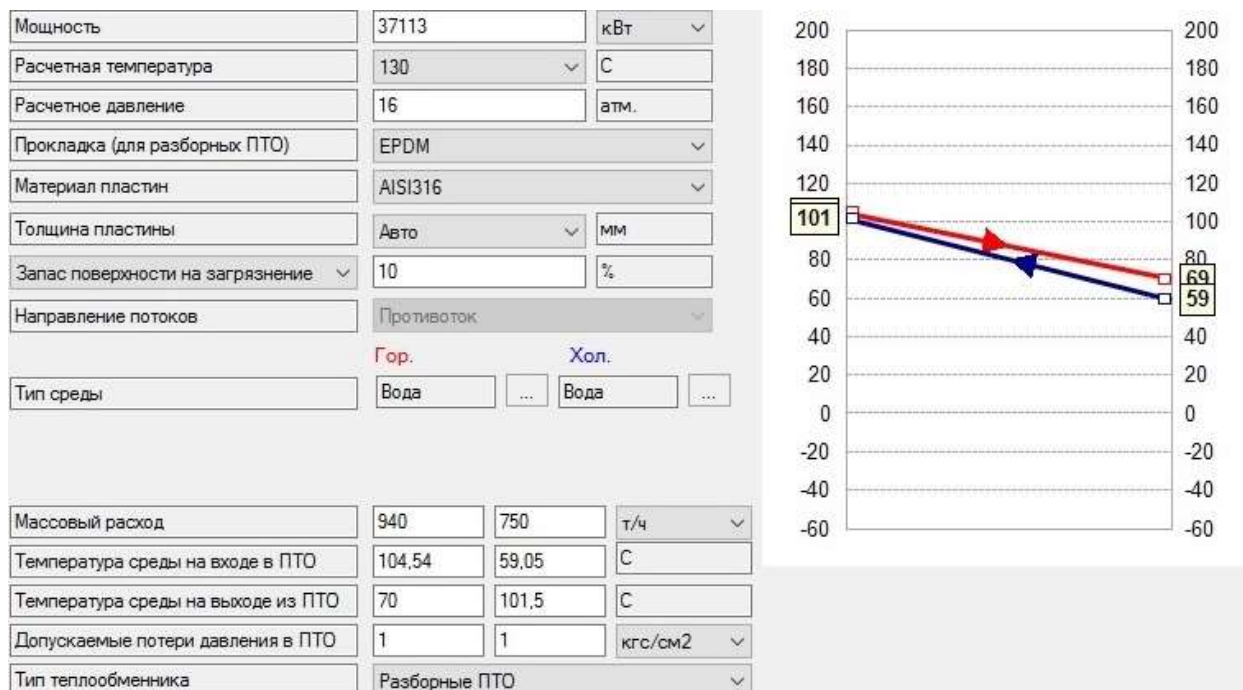


Рисунок 10 – Исходные данные для расчета второго теплообменника.

6.2.2.1 Результаты расчетов для первого теплообменника:

- Коэффициент теплопередачи – $6,97 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$;
- Поверхность нагрева – $1330,91 \text{ м}^2$;
- Скорость конденсата – $3,78 \text{ м/с}$;
- Скорость сетевой воды – $3,77 \text{ м/с}$;
- Объем теплообменника – $4956,7 \text{ л}$;
- Число ходов – 1 ход;
- Толщина пластин – $0,6 \text{ мм}$;
- Материал пластин – нержавеющая сталь марки AISI 316;
- Количество пластин – 680 шт;
- Диаметры патрубков – $D_y - 300 \text{ мм}$;
- Максимальное рабочее давление – $1,6 \text{ МПа}$;
- Максимальная рабочая температура – $160 \text{ }^\circ\text{C}$.

N	ПТО		Цена (%)	S (м2)	V (л)	Ходы	Срок поставки (недели)
▶ 1	HH-188-16/9-680-TKTL86 (Ду 300 мм)		100	1330,91	4956,700	1	

Тепловая мощность	25444	кВт
Запас пов-ти на загр. / Ф-р загр.	10,1 % / 15,2 м2К/МВт	LMTD 3 C
К-т теплопередачи (треб./расч.)	6331 / 6969	Вт / (м2 К)

	Гор.	Хол.	
Тип среды	Вода	Вода	
Расход	940	940	т/ч
Температура	128 -> 105	125 <- 102	С
Потери давления / в портах	0,248 / 0,0757	0,2486 / 0,0757	кгс/см2
Скорость в портах / каналах	3,78 / 0,59	3,77 / 0,59	м/с
Масса пустой / заполненный	12180 / 16880 кг	Прокладка EPDM	

0,6 мм AISI316; Фланцы Ду 300; Максимальное кол-во пластин: 752; (P)

Основные теплофизические характеристики			
Плотность	945,95	948,36	кг/м3
Удельная теплоемкость	4240,67	4235,97	Дж/(кг*К)
Теплопроводность	0,68	0,68	Вт/(м*К)
Динамическая вязкость	0,000237	0,000244	Па*с

Рисунок 11 – Результаты расчета первого теплообменника.

6.2.2.2 Результаты расчетов для второго теплообменника:

- Коэффициент теплопередачи – 6,96 кВт/(м² · К);
- Поверхность нагрева – 952,06 м²;
- Скорость конденсата – 2,93 м/с;
- Скорость сетевой воды – 3,62 м/с;
- Объем теплообменника – 3547,8 л;
- Число ходов – 1 ход;
- Толщина пластин – 0,6 мм;
- Материал пластин – нержавеющая сталь марки AISI 316;
- Количество пластин – 487 шт;
- Диаметры патрубков – D_y – 300 мм;
- Максимальное рабочее давление – 1,6 МПа;
- Максимальная рабочая температура – 160 °С.

N	ПТО	Цена (%)	S (м2)	V (л)	Ходы	Срок поставки (недели)
▶ 1	НН-188-16/8-487-ТКТЛ85 (Ду 300 мм)	100	952,06	3547,800	1	

Тепловая мощность	37113	кВт	НН-188-16/8-487-ТКТЛ85 (Ду 300 мм)		
Запас пов-ти на загр. / Фр загр.	10 % / 15,1 м2К/МВт	LMTD 6,2	C		
К-т теплопередачи (треб./расч.)	6325 / 6958	Вт / (м2 К)			

	Гор.	Хол.	
Тип среды	Вода	Вода	
Расход	940	750	т/ч
Температура	104,5 -> 70	101,5 <- 59	С
Потери давления / в портах	0,3817 / 0,0709	0,2736 / 0,0709	кгс/см2
Скорость в портах / каналах	3,62 / 0,79	2,93 / 0,64	м/с
Масса пустой / заполненный	9650 / 13100 кг	Прокладка EPDM	
0,6 мм AISI316; Фланцы Ду 300; Максимальное кол-во пластин: 588; (Р)			

Основные теплофизические характеристики			
Плотность	967,44	971,94	кг/м3
Удельная теплоемкость	4202,74	4196,04	Дж/(кг*К)
Теплопроводность	0,67	0,66	Вт/(м*К)
Динамическая вязкость	0,0003283	0,0003588	Па*с

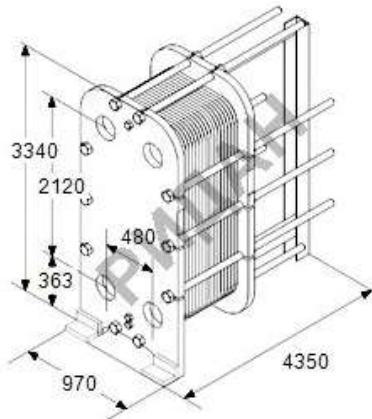


Рисунок 12 – Результаты расчета второго теплообменника.

6.3. Выбор вспомогательного оборудования

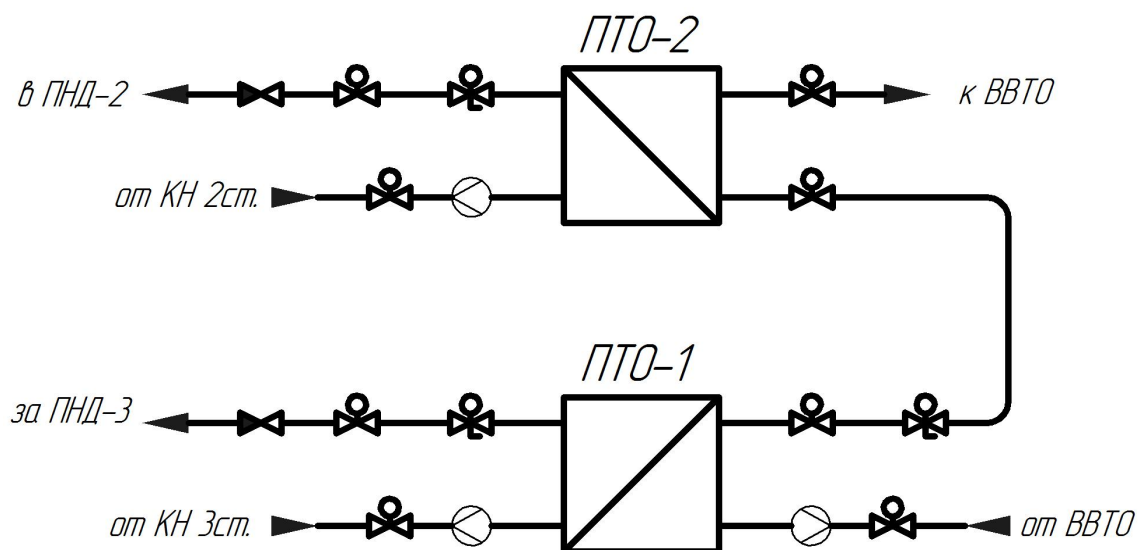


Рисунок 13 – Схема обвязки ПТО – 1, 2.

Из схемы видно, что подобранные теплообменники необходимо дополнить следующими элементами:

- запорная арматура $D_y - 300$ мм – 8 шт. ;
- регулирующая арматура $D_y - 300$ мм – 3 шт.;
- обратный клапан $D_y - 300$ мм – 2 шт.;
- прибор измерения расхода – 3 шт.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б11	Томашевскому Сергею Олеговичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Модернизация тепловой схемы энергоблока К-800-240-5 путем нагрева сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции Прочие расходы. Проектировщик – инженер Руководитель – доцент.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Принять на основании произведенных расчетов и из анализа отчетов объекта исследования.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Отчисления на социальные нужды - 30%. Районный коэффициент – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Перечень работ и оценка времени их выполнения. 2. Расчёт затрат на проектирование. 3. Анализ капитальных вложений и изменения эксплуатационных затрат при модернизации схемы.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	4. Эксплуатационные расходы.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	5. Оценка экономической эффективности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.16
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н.Г. Кузьмина			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	Томашевский С.О.		

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Тема ВКР бакалавра, модернизация тепловой схемы энергоблока К-800-240-5 путем нагрева сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции. В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение необходимо оценить капитальные вложения в модернизацию тепловой схемы энергоблока, эксплуатационные расходы и оценить экономическую эффективность, за счет проведённой модернизации по увеличению установленной электрической мощности энергоблока, при неизменных затратах на топливо и прочих затратах.

7.1 Перечень работ и оценка времени их выполнения

Наименование работ	Время для выполнения задания в днях	
	Инженер	Руководитель
1. Составление и выдача задания	1	1
2. Сбор данных по объекту модернизации: <ul style="list-style-type: none">• Краткая характеристика станции.• Техническая характеристика энергоблока и возможные пути повышения его экономичности	7	
3. Исследование, проектирование: <ul style="list-style-type: none">• Анализ схемы энергоблока с нагревом сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции.• Расчет схемы и показателей блока с нагревом сетевой воды горячим воздухом линии рециркуляции.• Анализ капитальных вложений и изменения эксплуатационных затрат при модернизации схемы энергоблока.• Анализ влияния на надежность энергоблока предлагаемой модернизации.	37	
4. Финансовый менеджмент	3	
5. Социальная ответственность	2	
6. Графическая часть	4	
7. Консультации	3	3
8. Оформление отчета	2	
Итого:	58	4

7.2 Расчет сметы затрат на разработку проекта

Затраты на расчет проекта:

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{с.о.}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{накл}}, \quad (101)$$

где $I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{ам}}$ – амортизация оборудования;

$I_{\text{с.о.}}$ – социальные отчисления;

$I_{\text{пр}}$ – прочие издержки;

$I_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату;

$I_{\text{накл}}$ – накладные издержки.

7.2.1 Материальные затраты при проведении работы:

В ходе работы была истрачена: бумага формата А-4, А-1 для принтеров, краска на принтере, канцелярские товары.

Материальные затраты принимаем 1200 рублей.

7.2.2 Определение издержек на амортизацию оборудования:

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{т}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (102)$$

где $T_{\text{исп}}$ – время использования оборудования, $T_{\text{исп}} = 58$ дней;

$T_{\text{кал}}$ – календарный год, $T_{\text{кал}} = 365$ дней;

$C_{\text{т}}$ – стоимость оборудования, $C_{\text{т}} = 45000$ рублей;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования, $T_{\text{сл}} = 6$ лет.

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{т}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}} = \frac{58}{365} \cdot 45000 \cdot \frac{1}{6} = 1191,78 \text{ рублей.}$$

7.2.3 Определение фактической заработной платы:

Фактическая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{факт}}^{\text{зп}} = \frac{I_{\text{мес}}^{\text{пл}}}{T} \cdot n, \quad (103)$$

где T – число рабочих дней в месяце, $T = 21$ день;

n – количество фактически затраченных дней, для инженера $n = 58$ дней, а для руководителя $n = 4$ дней.

7.2.4 Расчет средней заработной платы инженера в месяц:

$$I_{\text{мес}}^{\text{пл.инж}} = 3\Pi_o \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (104)$$

7.2.5 Расчет средней заработной платы руководителя в месяц:

$$И_{\text{мес}}^{\text{пл.рук}} = (ЗП_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2, \quad (105)$$

где $ЗП_0$ – заработная плата в месяц (Доцента $ЗП_0 = 23300$ руб.;
Инженера $ЗП_0 = 14500$ рублей;

K_1 – коэффициент учитывающий отпуск, $K_1 = 10\%$;

K_2 – районный коэффициент, $K_2 = 30\%$;

$Д$ – доплата за интенсивность труда, $Д = 2200$ рублей.

$$И_{\text{мес}}^{\text{пл.инж}} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2 = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ рублей,}$$

$$И_{\text{мес}}^{\text{пл.рук}} = (ЗП_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2 = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ рублей.}$$

7.2.6 Фактическая заработная плата составляет:

для инженера:

$$И_{\text{факт}}^{\text{зп}} = \frac{И_{\text{мес}}^{\text{пл}}}{Т} \cdot n = \frac{20735}{21} \cdot 58 = 57268,1 \text{ рублей,}$$

для руководителя:

$$И_{\text{факт}}^{\text{зп}} = \frac{И_{\text{мес}}^{\text{пл}}}{Т} \cdot n = \frac{36179}{21} \cdot 4 = 6891,24 \text{ рублей.}$$

7.2.7 Определение социальных отчислений:

Социальные отчисления составляют 30% от фонда заработной платы (ФЗП).

$$И_{\text{с.о.}} = 0,3 \cdot \Sigma И_{\text{факт}}^{\text{зп}}, \quad (106)$$

$$И_{\text{с.о.}} = 0,3 \cdot \Sigma И_{\text{факт}}^{\text{зп}} = 0,3 \cdot (57268,1 + 6891,24) = 19247,8 \text{ рублей.}$$

7.2.8 Определение прочих издержек:

$$И_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (И_{\text{мат}} + И_{\text{ам}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{с.о.}}), \quad (107)$$

$$\begin{aligned} И_{\text{пр}} &= 0,1 \cdot (И_{\text{мат}} + И_{\text{ам}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{с.о.}}) = \\ &= 0,1 \cdot (1200 + 1191,78 + 64159,33 + 19247,8) = 8579,89 \text{ рублей.} \end{aligned}$$

7.2.9 Определение накладных расходов:

При выполнении проекта на базе НИТПУ, в стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д.

Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда.

$$I_{\text{накл}} = 2 \cdot I_{\text{факт}}^{\text{зп}}, \quad (108)$$

$$I_{\text{накл}} = 2 \cdot I_{\text{факт}}^{\text{зп}} = 2 \cdot 64159,33 = 128318,7 \text{ рублей.}$$

Тогда, затраты на расчет проекта:

$$\begin{aligned} K_{\text{пр}} &= K_{\text{пр}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{с.о}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{накл}} = \\ &= 1200 + 1191,78 + 19247,8 + 8579,89 + 64159,33 + 128318,7 = \\ &= 222697,5 \text{ рублей.} \end{aligned}$$

Все расчеты по затратам на работу приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Данные затрат на выполнение ВКР.

Вид затрат	Стоимость, рублей.
Материальные затраты	1200
Амортизационные затраты	1191,78
Затраты на заработанную плату	64159,33
Социальные отчисления	19247,8
Прочие затраты	8579,89
Накладные расходы	128318,7
Итого:	222697,5

7.3 Оценка капиталовложений в модернизацию тепловой схемы энергоблока

Капитальные затраты на установку пластинчатых теплообменников складывается из стоимости теплообменников, вспомогательного оборудования и расходов на его монтаж.

Стоимость ПТО–1 составляет – $K_1 = 9$ млн. рублей;

Стоимость ПТО-2 составляет – $K_2 = 6,5$ млн. рублей;

Стоимость вспомогательного оборудования – $K_3 = 3,5$ млн. рублей.

(Стоимость оборудования предоставлена ЗАО «Ридан», по индивидуальному запросу к заводу изготовителю)

Расход на монтаж и трубопроводы принимаем в размере 25 % от стоимости теплообменников, таким образом капитальные затраты составляют:

$$K_{\text{и}} = K_1 + K_2 + K_3 + (K_1 + K_2) \cdot 0,25, \quad (109)$$

$$\begin{aligned} K_{\text{и}} &= K_1 + K_2 + K_3 + (K_1 + K_2) \cdot 0,25 = 9 + 6,5 + 3,5 + (9 + 6,5) \cdot 0,25 = \\ &= 22,875 \text{ млн. рублей.} \end{aligned}$$

7.4 Эксплуатационные расходы

7.4.1 Амортизационные отчисления:

$$И_{ам} = H_{ам} \cdot K_{и}, \quad (110)$$

где $H_{ам}$ – коэффициент амортизационных отчислений установленный на предприятии, $H_{ам} = 0,06$.

$$И_{ам} = H_{ам} \cdot K_{и} = 0,06 \cdot 22,875 = 1,37 \text{ млн.руб./год.}$$

7.4.2 Затраты на обслуживание:

$$И_{обс} = И_{ам} \cdot H_{обс}, \quad (111)$$

где $H_{обс}$ – коэффициент затрат на обслуживание, принимается равным $H_{обс} = 0,1$.

$$И_{обс} = И_{ам} \cdot H_{обс} = 1,37 \cdot 0,1 = 0,137 \text{ млн.руб./год.}$$

7.5 Оценка экономической эффективности

7.5.1 Расчет выручки:

При работе энергоблока с расходом пара на турбоустановку $G_0 = 675,94$ кг/с, и количестве сжигаемого топлива $B = 124,52$ кг/с, что соответствует расходам до модернизации при номинальной мощности 800 МВт, рассчитаем выручку, полученную при повышении электрической мощности в результате модернизации с $N_9^{ном} = 800$ МВт до $N_9^{пто} = 811,25$ МВт, при базовом числе использования установленной мощности в год.

$$\Delta N_9 = N_9^{пто} - N_9^{ном}, \quad (112)$$

$$\Delta N_9 = N_9^{пто} - N_9^{ном} = 811,25 - 800 = 11,25 \text{ МВт.}$$

$$B = \Delta N_9 \cdot C_9 \cdot T, \quad (113)$$

где C_9 –тарифная ставка на электрическую энергию руб./МВт·ч,
 $C_9 = 320$ руб/МВт · ч;

T – число часов использования установленной мощности в год.

$$B = \Delta N_9 \cdot C_9 \cdot T = 11,25 \cdot 320 \cdot 7000 = 25,2 \text{ млн. руб.}$$

7.5.2 Расчёт прибыли:

$$П = B - \Sigma И, \quad (113)$$

$$П = B - \Sigma И = 25,2 - 1,37 - 0,137 = 23,693 \text{ млн.руб./год.}$$

7.5.3 Срок окупаемости:

$$T_{ок} = K_{и}/\Pi, \quad (114)$$

$$T_{ок} = \frac{K_{и}}{\Pi} = \frac{22,875}{23,693} = 0,965 \text{ года},$$

$$T_{ок} = 0,965 \cdot \frac{365}{30} = 11,75 \text{ месяцев}.$$

Таким образом, на основании выполненных расчетов можно сделать вывод, что установка дополнительных теплообменных аппаратов при работе энергоблока с расходом пара на турбоустановку $G_0 = 675,94$ кг/с, и количестве сжигаемого топлива $B = 124,52$ кг/с, что соответствует расходам до модернизации при номинальной мощности 800 МВт, даёт прибыль на 23,693 млн. руб. в год, и срок окупаемости равный 11,75 месяцев.